Office national de l'énergie

National Energy Board

Aperçu des raffineries au Canada

Évaluation du marché de l'énergie

Avril 2018

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable

soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational, and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board (NEB or Board), provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the NEB is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of, the NEB. For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please email: info@neb-one.gc.ca.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

This report does not provide any indications of whether or not any application will be approved. The NEB will decide on specific applications based on the material in evidence before it at that time.

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2018

Aperçu des raffineries au Canada en 2018 – Évaluation du marché de l'énergie.

Cat. No. : NE23-193/2018F-PDF

ISBN : 978-0-660-25791-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2018

Canadian Refinery Overview 2018 – Energy Market Assessment

Cat. No.: NE23-193/2018E-PDF

ISBN: 978-0-660-25790-7

This report is published separately in both official languages and is available upon request in multiple formats.

À propos de l'Office

L'Office est un organisme fédéral indépendant dont l'objet est de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique, selon le mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.

Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer ce qui suit :

- la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou des limites provinciales ou territoriales;
- les droits et tarifs de transport pipelinier s'y rapportant;
- la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées;
- les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité;
- les activités d'exploration et de production pétrolières et gazières dans des régions pionnières et des zones extracôtières bien précises.

À propos du présent rapport

Dans l'exercice de ses responsabilités réglementaires, l'Office surveille les marchés de l'énergie et évalue les besoins énergétiques et les perspectives du Canada. Le présent rapport, Aperçu des raffineries au Canada en 2018, fait partie d'une série de documents sur l'offre, la demande et l'infrastructure énergétiques que l'Office publie régulièrement dans le cadre de sa surveillance.

Collaborateurs à la rédaction du rapport : Colette Craig (chef de projet), et Grant Moss.

Merci d'envoyer vos questions ou commentaires par courriel, à energy-energie@neb-one.gc.ca.

Table des matières

Sommaire 1

Qu'est-ce qu'une raffinerie? 2

Rentabilité des raffineries. 3

Raffineries au Canada 4

Incidence du prix du pétrole brut sur les raffineries canadiennes 6

Arrivages de pétrole brut et capacité de raffinage 7

Capacité de raffinage 7

Équilibre entre l'offre et la demande de produits pétroliers raffinés 9

Raffineries par région 11

Ouest canadien 11

Canada central et atlantique 12

Ontario 12

Québec et Canada atlantique 14

Importations de pétrole brut dans le centre et l'Est du Canada 15

Sommaire

Le Canada est le septième producteur mondial de pétrole brut[1] et vient au troisième rang pour les réserves de cette ressource. Son industrie du raffinage est solide, ayant la onzième capacité en importance dans le monde. Malgré tout, le Canada ne raffine qu'une fraction de sa production de pétrole brut. En effet, la plupart des raffineries canadiennes, construites à une époque où l'offre de pétrole brut léger était abondante, n'ont pas été conçues pour traiter les volumes croissants de pétrole brut lourd issu des sables bitumineux. Par ailleurs, elles importent d'importants volumes de pétrole brut, principalement léger, parce qu'elles n'ont pas toutes accès à la production de l'Ouest canadien.

Au Canada comme ailleurs, les raffineries se situent généralement au bord de voies navigables importantes, à proximité de lieux de production de pétrole brut ou de grands centres urbains. Leur emplacement est important, car il détermine la source et le type de matière première qu'elles raffinent.

Le Canada compte 14 raffineries et 2 raffineries d'asphalte, pour une capacité totale de raffinage de 295 000 mètres cubes par jour (« m^3/j »), ou 1,9 million de barils par jour (« Mb/j ») (figure 3). Au pays, le Québec et le Canada Atlantique ont la plus grande capacité de raffinage, soit 124 000 m^3/j (782 mille barils par jour [« kb/j »]), suivis de l'Ouest canadien avec 109 000 m^3/j (683 kb/j) et de l'Ontario avec 62 000 m^3/j (390 kb/j).

Les raffineries canadiennes produisent des produits pétroliers raffinés, notamment de l'essence, du diesel, du carburéacteur et du mazout de chauffage. Ces produits sont principalement destinés à la consommation intérieure; les quelques exportations se font en majorité de l'Atlantique.

Les raffineries situées à l'est des Prairies traitent principalement du pétrole brut léger classique. Les raffineries de l'Ouest canadien transforment davantage de brut issu des sables bitumineux que les raffineries de l'Est canadien. L'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge, qui a rétabli le sens d'écoulement initial vers l'est, a eu pour effet de relier les sources de pétrole brut de l'Ouest canadien aux raffineries de Montréal et d'accroître le flux vers l'Ontario. Cette inversion a considérablement développé le marché pour les producteurs et les raffineurs de pétrole brut. Pour les premiers, elle a ouvert un nouveau marché où vendre leur production. Pour les seconds, elle a donné un accès par pipeline au brut de l'Ouest canadien, qui est relativement moins coûteux.

Bien que les raffineries du pays traitent plus de pétrole brut canadien que jamais auparavant, les raffineries de l'Est canadien continuent d'importer cette ressource pour satisfaire à leurs besoins. Elles sont ainsi exposées au marché mondial, davantage que les raffineries de l'Ouest canadien.

1 Derrière la Russie, l'Arabie saoudite, les États-Unis, l'Iraq, l'Iran et la Chine.

Qu'est-ce qu'une raffinerie?

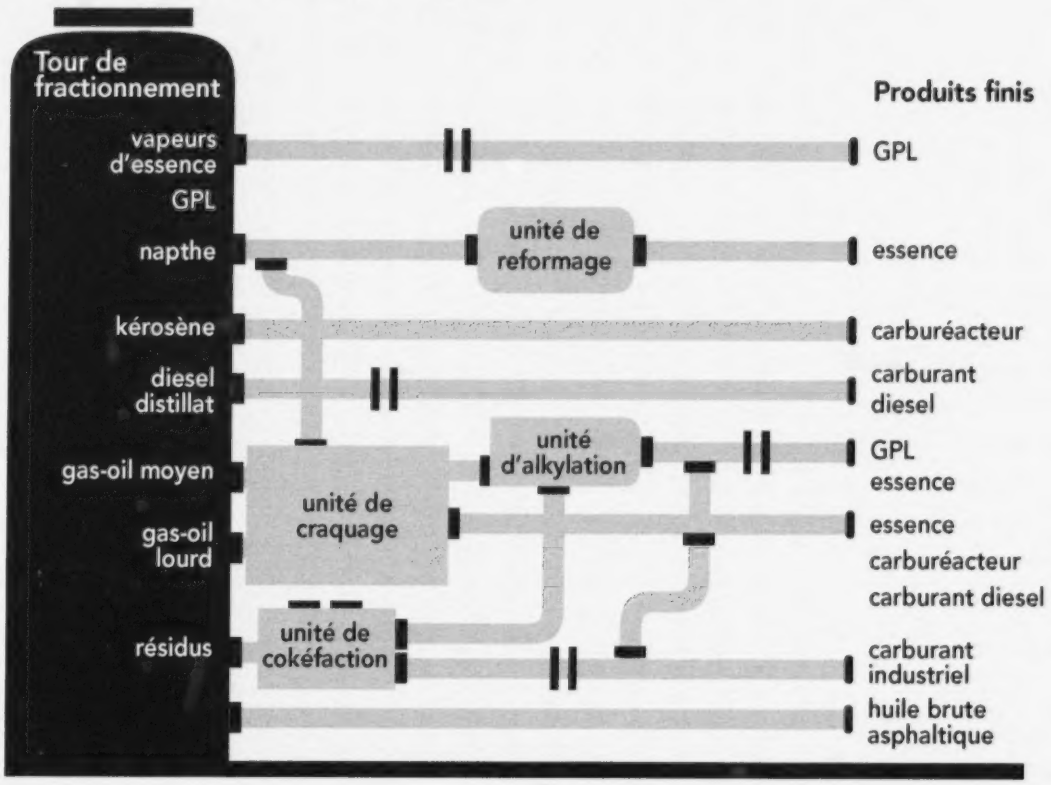
Une raffinerie transforme le pétrole brut en produits pétroliers raffinés, tels que l'essence, le diesel, le carburéacteur et le mazout de chauffage, ainsi qu'en gaz de pétrole liquéfiés (« GPL ») comme le propane et le butane. Environ 80 % des produits de raffineries servent au transport de personnes ou de marchandises, ou à des fins de chauffage. Le 20 % restant englobe notamment les produits destinés à l'industrie pétrochimique ainsi que le kérosène, le combustible à usage domestique, l'asphalte, l'huile de graissage et les graisses lubrifiantes.

Le pétrole brut est un mélange de nombreux hydrocarbures ayant chacun un point d'ébullition qui leur est propre. Cette propriété sert de fondement à la séparation des composants lors du processus de distillation, le premier et plus important processus qu'effectue une raffinerie.

Pendant la première étape du processus de raffinage, le pétrole brut est chauffé dans un grand four, et la majeure partie se vaporise. Les liquides et les gaz sont ensuite acheminés vers des unités de distillation, qui sont des tours spécialement conçues pour séparer et recueillir les fractions de pétrole brut ayant des points d'ébullition semblables. En raison de leurs points d'ébullition relativement plus élevés, les hydrocarbures lourds ont tendance à tomber au fond de la tour sous forme liquide. À l'inverse, les fractions légères tendent à s'élever sous forme gazeuse vers le sommet de la tour, où il fait plus froid. Les composants dont le point d'ébullition se trouve entre ces deux extrêmes sont recueillis, puis acheminés hors de la tour de fractionnement à des hauteurs intermédiaires.

FIGURE 1

Illustration simplifiée d'une raffinerie de pétrole



Source :
Agence d'information sur l'énergie des États-Unis.

Après la distillation, les produits lourds peuvent subir divers procédés visant tous à accroître le rendement de produits raffinés de plus grande valeur, comme l'essence et le diesel. Ainsi, le craquage réduit les fractions lourdes du processus de distillation en composants plus léger. Il s'agit du procédé de conversion le plus important des raffineries modernes. Il transforme les fractions lourdes (qu'il faudrait autrement vendre moins cher que le pétrole brut) en des composants de mélange pour les produits finis. D'autres procédés, notamment l'alkylation et le reformage, visent à améliorer la qualité de certaines fractions. Les raffineries ne possèdent pas toutes des unités de cokéfaction, mais celles qui en ont peuvent transformer jusqu'aux plus lourdes fractions de pétrole brut (communément appelées « résidus ») en fractions plus légères pouvant être davantage raffinées et mélangées.

Rentabilité des raffineries

Les raffineries maximisent leurs profits en optimisant le rendement des produits de grande valeur comme les carburants de transport (essence et diesel) et en réduisant au minimum les coûts de livraison de leur charge d'alimentation (pétrole brut) et de leurs produits. La maximisation des profits requiert de peser les options : une raffinerie peut diminuer les coûts de sa charge d'alimentation en traitant du pétrole brut lourd plutôt que du pétrole brut léger, puisque ce dernier est plus cher; cependant, le raffinage du pétrole brut lourd est plus difficile et plus coûteux, car il nécessite de l'équipement supplémentaire telle une unité de cokéfaction.

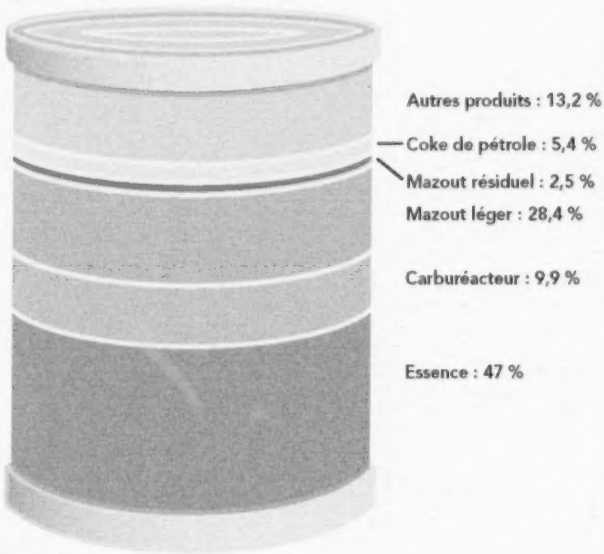
Le raffinage du pétrole brut lourd, en comparaison à celui du pétrole brut léger, génère habituellement des proportions supérieures de produits de plus faible valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Un baril de pétrole brut correspond à 42 gallons US[2] (159 litres) et produit environ 170 litres de produits pétroliers raffinés (figure 2). Le volume de produits obtenus est supérieur au volume initial, parce que la plupart des produits raffinés sont moins denses que le pétrole brut. Cette augmentation de volume est appelée « gain de traitement ». Il est possible que des raffineries aient des rendements différents en raison de la structure et de la composition de leurs unités de traitement.

La demande pour des produits pétroliers raffinés, particulièrement l'essence, est plutôt saisonnière. Au printemps, les raffineurs augmentent au maximum la production d'essence pour répondre à la demande qui accroît durant la saison de conduite estivale. En été, saison où l'on construit davantage de routes, ils produisent davantage d'asphalte. Et à l'automne, ils augmentent la production de mazout léger et de chauffage en prévision de la forte demande de produits de chauffage durant l'hiver.

FIGURE 2

Produits pétroliers obtenus à partir d'un baril de pétrole brut



Source :
Agence d'information sur l'énergie des États-Unis

Qu'est-ce que du pétrole brut léger? En général, il s'agit d'un pétrole brut à faible viscosité qui circule librement à la température ambiante. Il existe différents seuils de distinction entre le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen. Le terme « pétrole brut léger » est également un terme collectif qui désigne le pétrole brut léger classique, le pétrole brut lourd valorisé et les pentanes plus.

Qu'est-ce que du pétrole brut lourd? En général, il s'agit d'un pétrole brut très visqueux dont la densité est supérieure à 900 kg/m³, ou dont la densité API est inférieure à 25.

2 1 gallon US équivaut à 3,8 litres ou à 0,83 gallon impérial.

Raffineries au Canada

La capacité totale de raffinage au Canada est de 295 000 m^3/j (1,9 Mb/j) (figure 3). Le Québec et le Canada atlantique ont la plus grande capacité de raffinage, avec 124 000 m^3/j (782 kb/j), suivis de l'Ouest canadien avec 109 000 m^3/j (683 kb/j) et de l'Ontario avec 62 000 m^3/j (390 kb/j).

Les raffineries canadiennes présentent des caractéristiques différentes selon leur emplacement. En général, elles se trouvent au bord d'une voie navigable importante, à proximité d'une grande ville ou d'un lieu de production de pétrole brut. La voie navigable leur donne accès au pétrole brut extracôtier ainsi qu'à des marchés d'exportation pour leurs produits. La proximité d'une grande ville leur procure également un marché pour leurs produits et réduit les coûts de transport. Enfin, le fait d'être près d'un lieu de production de pétrole brut leur offre un approvisionnement local suffisant à faibles coûts de transport.

La plupart des raffineries canadiennes appartiennent à des sociétés intégrées verticalement, lesquelles produisent et raffinent du pétrole brut et en commercialisent les produits. Les raffineries de l'Ouest canadien ont accès à la production de leur région. Par conséquent, elles peuvent répondre à tous leurs besoins en charge d'alimentation avec l'approvisionnement intérieur. Les raffineries de l'Ontario importaient autrefois leur pétrole brut de divers endroits dans le monde pour satisfaire leurs besoins. Cependant, l'inversion récente de la canalisation 9 d'Enbridge leur donne un meilleur accès à la production de l'Ouest canadien et aux importations des États-Unis. Le Québec aussi s'approvisionne par la canalisation 9 inversée pour traiter le pétrole brut de l'Ouest canadien et celui des États-Unis. Les raffineries du Canada atlantique importent la majeure partie de leur pétrole brut et transforment une partie de la production intérieure de la côte Est. Les décisions d'achat de cette matière première reposent sur des questions d'accès et d'économie. À l'heure actuelle, les raffineries du Canada atlantique ne disposent d'aucun accès pipelinier à la production de l'Ouest canadien; c'est pourquoi elles raffinent principalement du pétrole brut importé plutôt que produit au pays[3].

Les raffineries de l'Ouest et du centre du Canada reçoivent la plus grande partie de leur pétrole brut par pipeline; celles du Canada atlantique, par pétrolier. Dans les deux cas, de petits volumes sont acheminés par train.

La canalisation 9 d'Enbridge : son histoire et son importance pour l'industrie canadienne du raffinage

En réaction à l'embargo déclaré par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») en 1973, le gouvernement du Canada, préoccupé par la vulnérabilité potentielle des raffineries du centre du Canada qui importaient alors du pétrole brut, a demandé à Interprovincial Pipeline (« IPL », aujourd'hui Enbridge) de prolonger son réseau pipelinier de la région de Toronto vers Montréal. En 1975, le gouvernement et IPL ont conclu une entente visant la construction d'un prolongement de Sarnia à Montréal. La canalisation avait une capacité de 50 000 m^3/j (315 kb/j).

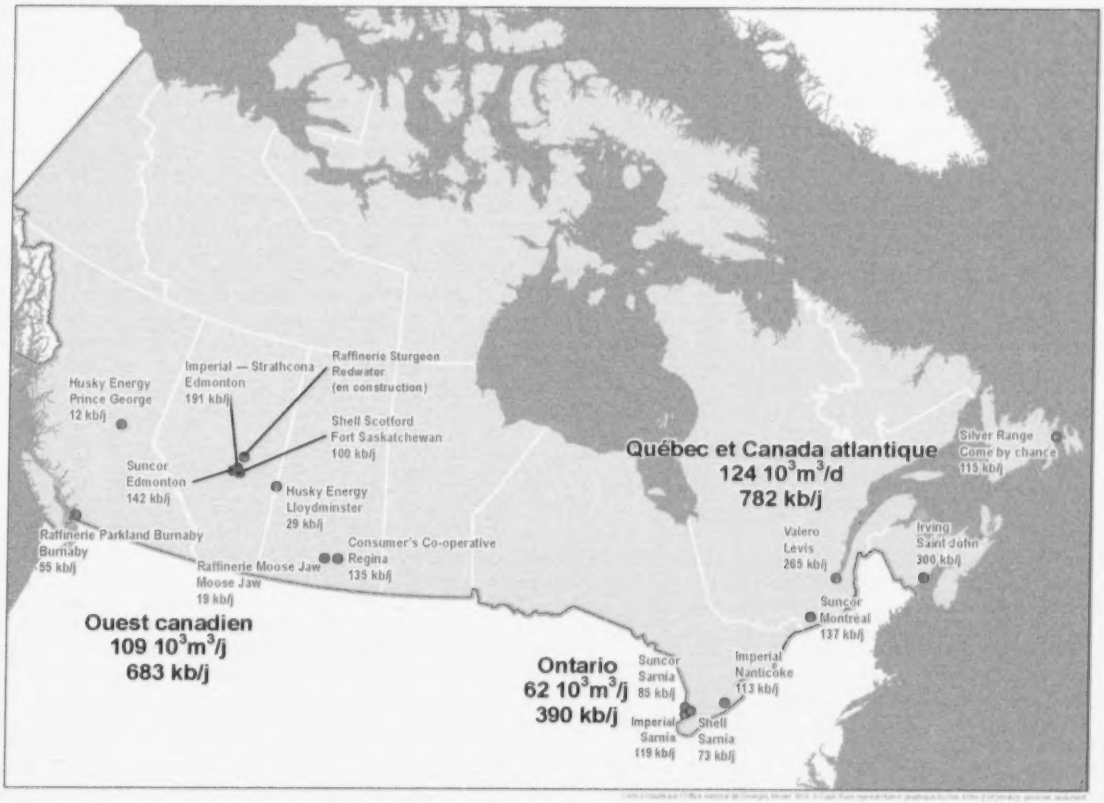
De 1976 à 1997, la canalisation 9 approvisionnait des raffineries de l'Ontario et du Québec en pétrole brut de l'Ouest canadien via Sarnia, après un passage aux États-Unis. En 1999, en raison de l'accroissement de l'offre mondiale de pétrole brut, la canalisation 9 a été inversée pour transporter le pétrole brut d'outre-mer (qui était déjà importé à Portland, au Maine, et acheminé par le pipeline Portland-Montréal vers les raffineries de Montréal) plus loin vers l'ouest, jusqu'aux raffineries de l'Ontario. À cette époque, la canalisation 9 avait une capacité de 38 160 m^3/j (240 kb/j).

En 2011, du fait des prix moins élevés du pétrole brut nord-américain par rapport à l'importation, la canalisation était sous-utilisée. Enbridge a donc présenté une demande à l'Office national de l'énergie afin de rétablir le sens d'écoulement initial dans le tronçon du pipeline reliant Sarnia à North Westover, en Ontario. En 2013, cette première phase de réinversion de la canalisation 9 s'est terminée, ce qui a permis d'acheminer du pétrole brut nord-américain à un plus grand nombre de raffineries en Ontario. En 2012, Enbridge a déposé auprès de l'Office une demande visant la réinversion du reste de la canalisation 9, reliant North Westover à Montréal, et l'accroissement de la capacité à 47 700 m^3/j (300 kb/j). Depuis 2015, les raffineries du Québec reçoivent un approvisionnement croissant de pétrole brut de l'Ouest canadien et des États-Unis.

3 Depuis 2010, Terre-Neuve-et-Labrador exporte toujours davantage de pétrole vers des marchés autres que les États-Unis, comme l'Europe et les Caraïbes, qui ensemble représentaient 8 % des volumes d'exportation de la province en 2010. Ce pourcentage est passé à 21 % en 2016.

FIGURE 3

Raffineries canadiennes et leur capacité



Source :
Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP »).

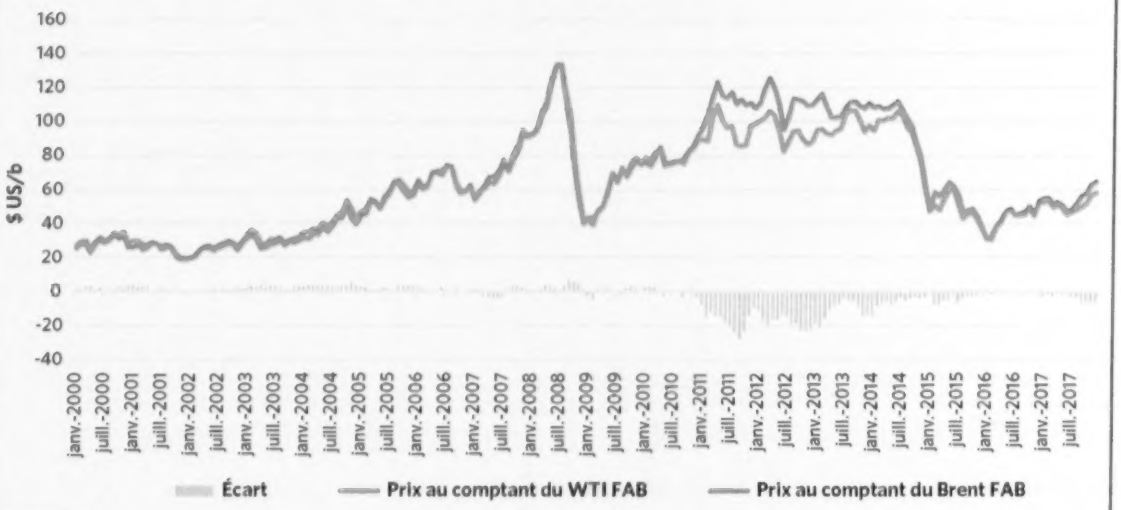
Incidence du prix du pétrole brut sur les raffineries canadiennes

Le Canada importe du pétrole brut même s'il en produit plus qu'il n'en traite dans ses raffineries. Cette situation est attribuable à l'emplacement des raffineries et au type de production. Ainsi, certaines raffineries traitent à la fois du pétrole brut canadien et importé. Celles qui raffinent du brut importé s'exposent aux prix mondiaux, qui sont parfois supérieurs aux prix nord-américains. Entre 2000 et 2010, le West Texas Intermediate (« WTI »), la référence pour le prix du brut nord-américain, coûtait en moyenne 1,40 $/b de plus que le Brent, la référence pour le prix du brut à l'échelle mondiale (figure 4).

En 2011 et 2012, la production accrue de pétrole brut aux États-Unis et l'accès limité à l'exportation du brut nord-américain ont fait plonger le prix du WTI nettement sous celui du Brent. L'écart moyen était presque de 17 $ US/b, et a culminé à 27 $ US/b en septembre 2011.

FIGURE 4

Prix au comptant du West Texas Intermediate et du Brent européen



Source :
Agence d'information sur l'énergie des États-Unis.

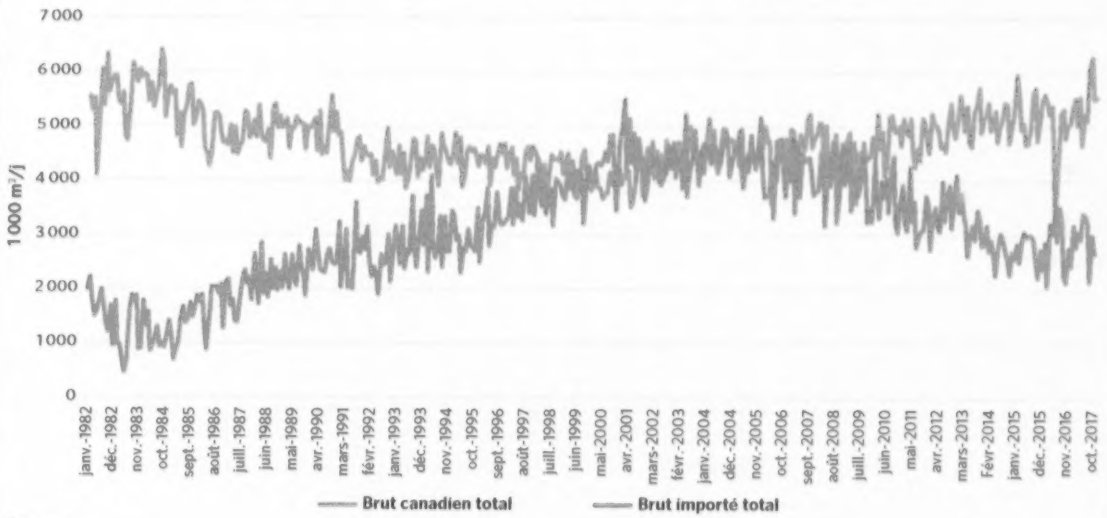
Les raffineries de l'Ontario, du Québec et du Canada atlantique qui importaient du pétrole brut léger au prix du Brent ont vu leurs coûts en pétrole brut augmenter comparativement aux raffineries de l'Ouest canadien et des États-Unis, qui avaient accès à la production moins coûteuse de l'Ouest canadien ou du centre du continent nord-américain.

Arrivages de pétrole brut et capacité de raffinage

Une raffinerie se procure du pétrole brut pour le transformer ou l'entreposer en vue d'une utilisation ultérieure. Ces approvisionnements sont appelés « arrivages de pétrole brut ». De 1982 à 2004, les arrivages de pétrole brut importé ont augmenté, alors que les arrivages de pétrole brut canadien ont diminué. À cette époque, il était plus profitable de raffiner cette matière première lorsqu'elle était puisée en zone extracôtière plutôt qu'en sol canadien. Dans les circonstances, de nombreuses raffineries canadiennes importaient leur pétrole brut. En 2005, un changement s'est amorcé : les arrivages de brut importé ont commencé à décliner, alors que ceux de brut produit au pays ont légèrement augmenté (figure 5). En 2010, cette tendance s'est accentuée avec l'écart considérable séparant le coût du brut nord-américain et celui de l'extracôtier. Elle s'est également amplifiée par la fermeture de raffineries du Canada central et atlantique qui importaient du pétrole brut, par l'utilisation économique des voies ferrées pour transporter la production intérieure dont le prix était réduit, et par la réinversion de la canalisation 9.

FIGURE 5

Arrivages de pétrole brut canadien et importé dans les raffineries canadiennes



Source :
CANSIM 134-0001

Capacité de raffinage

Entre 2005 et 2013, trois raffineries du Canada central et atlantique ont fermé : L'Impériale à Dartmouth (2013), Shell à Montréal (2010) et Petro-Canada à Oakville (2005). Si l'âge[4] et la complexité de ces raffineries ont pesé dans la balance, les modifications des règlements environnementaux sur l'essence, le déclin de la demande globale pour des produits pétroliers raffinés et les coûts plus élevés de pétrole brut pour les raffineries de l'Est ont engendré une tendance générale à long terme selon laquelle les petites raffineries ferment et se regroupent pour laisser la place à des raffineries plus grandes et plus complexes.

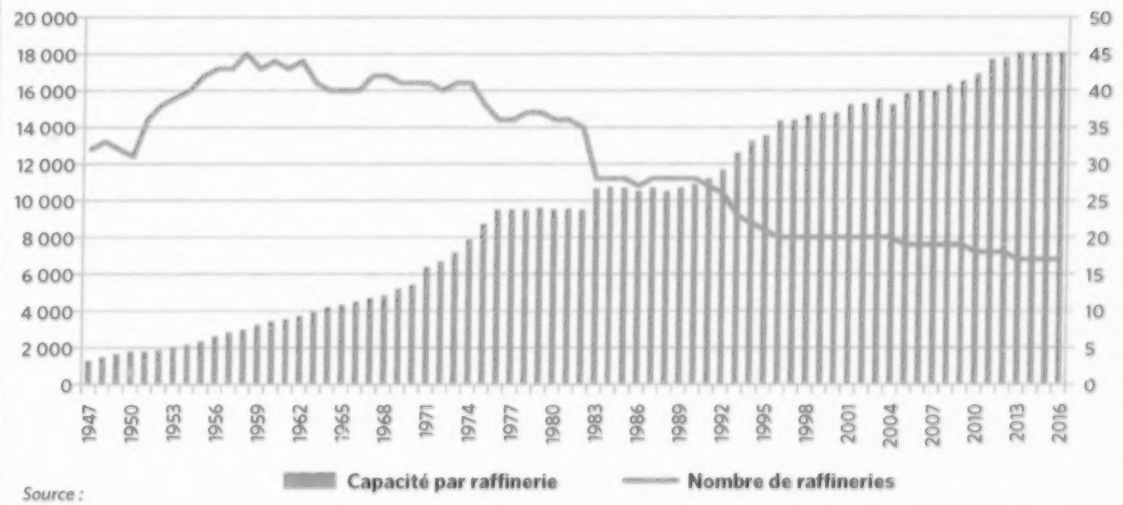
4 La raffinerie à Dartmouth a été exploitée pendant 95 ans, celle à Montréal pendant 76 ans, celle à Oakville pendant 63 ans.

Malgré la baisse du nombre total de raffineries, la capacité moyenne par raffinerie au Canada a augmenté. C'est là une indication que les regroupements ont créé de plus grandes raffineries, qui sont plus efficaces. La capacité moyenne par raffinerie a atteint 18 000 m³/j (114 kb/j) en 2016, un sommet historique (figure 6).

Aucune nouvelle raffinerie n'avait été construite au Canada en 30 ans. Cependant, la fin de 2017 a vu la mise en service de la nouvelle raffinerie Sturgeon, au nord-est d'Edmonton.

FIGURE 6

Capacité moyenne par raffinerie et nombre de raffineries



Source :
ACPP

Raffinerie Sturgeon

La raffinerie Sturgeon, située au nord-est d'Edmonton, est détenue et exploitée par le North West Redwater Partnership, qui est une alliance entre North West Upgrading et Canadian Natural Upgrading Ltd., une filiale de Canadian Natural Resources Ltd. La raffinerie Sturgeon est la première raffinerie construite au Canada depuis 30 ans.

Elle devrait transformer 13 000 m³/j (79 kb/j) de bitume dilué en carburant diesel à très faible teneur en soufre et en d'autres produits de grande valeur, notamment du diluant.

Pour la première phase d'activités, le gouvernement de l'Alberta lui procurera 75 % de sa charge d'alimentation en bitume dilué et Canadian Natural Resources se chargera du reste.

Source :

North West Redwater Partnership

La raffinerie a produit ses premiers volumes de diesel en décembre 2017. Comme elle est toujours en construction, elle peut seulement raffiner pour l'instant du pétrole brut synthétique, et non du bitume.

La raffinerie Sturgeon tire profit de technologies de pointe pour réduire ses effets environnementaux, notamment un système de captage et de stockage du CO_2 (« CSC »). Elle se raccordera en outre au pipeline Alberta Carbon Trunk Line, qui transportera le CO_2 vers des champs pétroliers du centre de l'Alberta dont les réserves sont en déclin, en vue de la récupération assistée des hydrocarbures.

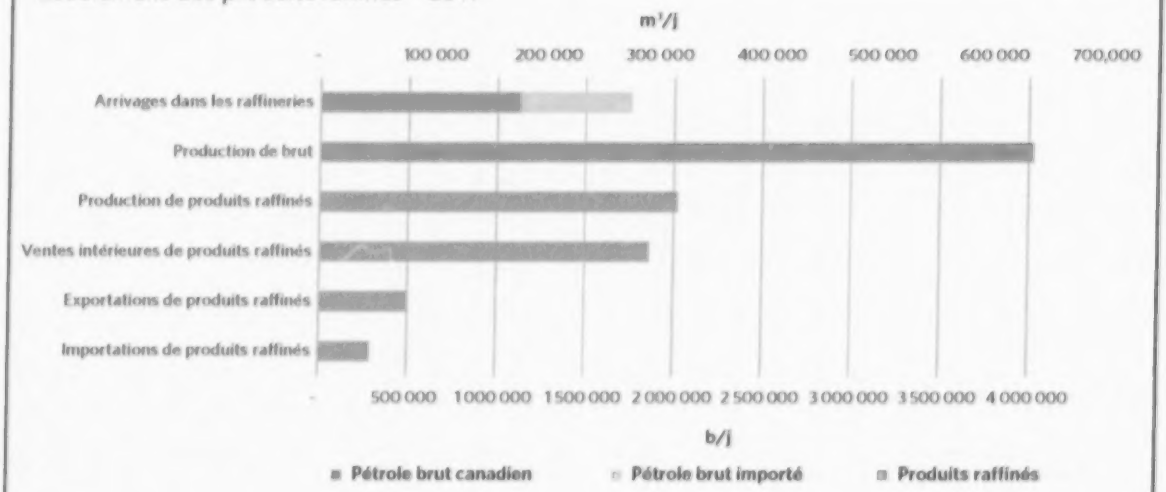
Équilibre entre l'offre et la demande de produits pétroliers raffinés

Le Canada est le septième producteur mondial de pétrole brut. Néanmoins, les raffineries canadiennes traitent moins de 30 % du volume produit (figure 7). Cette situation est principalement due à la taille de l'industrie canadienne du raffinage par rapport à celle des ressources, à l'emplacement des raffineries et au faible nombre de raccordements entre les pipelines qui traversent le pays. Les raffineries canadiennes servent surtout à répondre aux besoins intérieurs; un petit volume est exporté.

La plupart des raffineries, y compris au Canada, ne fonctionnent pas à pleine capacité. C'est surtout une question d'entretien prévu et imprévu ainsi que de pannes. En 2017, les raffineries canadiennes fonctionnaient à 84 % de leur capacité.

FIGURE 7

Écoulement des produits raffinés – 2017[5]

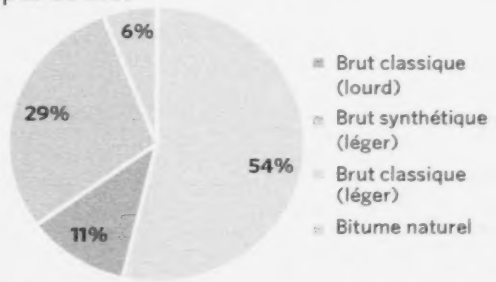


Sources :
CANSIM 134-0004 pour les produits raffinés, CANSIM 134-0001 pour le pétrole brut et CANSIM 126-0001 pour la production de pétrole brut.

5 Cumulatif en septembre 2017.

FIGURE 8

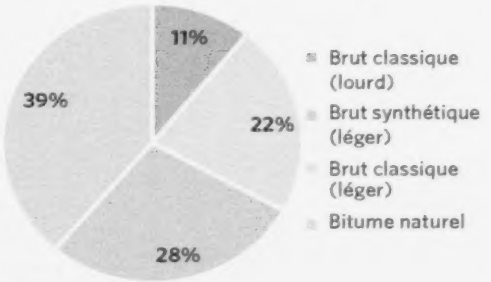
Arrivages dans les raffineries canadiennes par types de brut[6]



Source :
CANSIM 134-0001

FIGURE 9

Production canadienne par types de brut[7]



Source :
CANSIM 126-0001

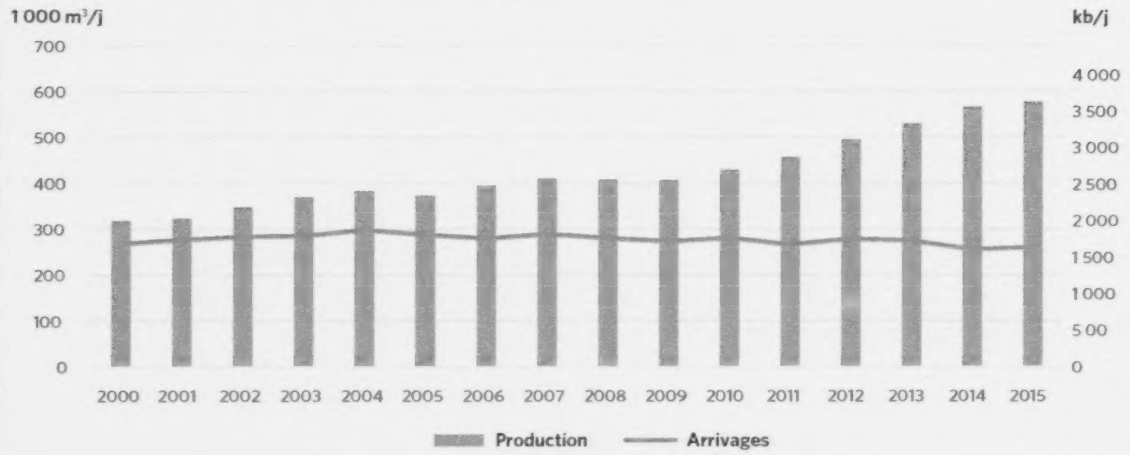
En 2017, plus de la moitié du pétrole brut raffiné au Canada était du pétrole brut léger classique. Un peu plus du tiers des arrivages se composait de pétrole brut issu des sables bitumineux (bitume naturel ou pétrole brut synthétique) (figure 8). Le reste était du pétrole brut lourd classique.

En 2016, la production canadienne se composait à près de 40 % de bitume naturel. Les autres volumes produits, en ordre d'importance, étaient le pétrole brut synthétique, le pétrole brut léger et moyen, et le pétrole brut lourd (figure 9).

La figure 9 montre que le bitume naturel représente près de 40 % de la production canadienne, tandis qu'il constitue moins de 10 % du pétrole brut raffiné au Canada. Par ailleurs, la majeure partie de la production canadienne de bitume est exportée aux États-Unis.

FIGURE 10

Production de brut et arrivages dans les raffineries au Canada



Source :
CANSIM 126-0001 pour la production de brut et CANSIM 134-0004 pour les arrivages.

Les arrivages de pétrole brut dans les raffineries canadiennes n'ont pas augmenté depuis 2000. En revanche, la production canadienne s'est accrue (figure 10). La production des raffineries canadiennes a atteint un sommet en 2004, mais elle a chuté de près de 15 % entre 2004 et 2015.

6 Cumulatif de janvier à octobre 2017.
7 Moyenne de janvier et février 2016.

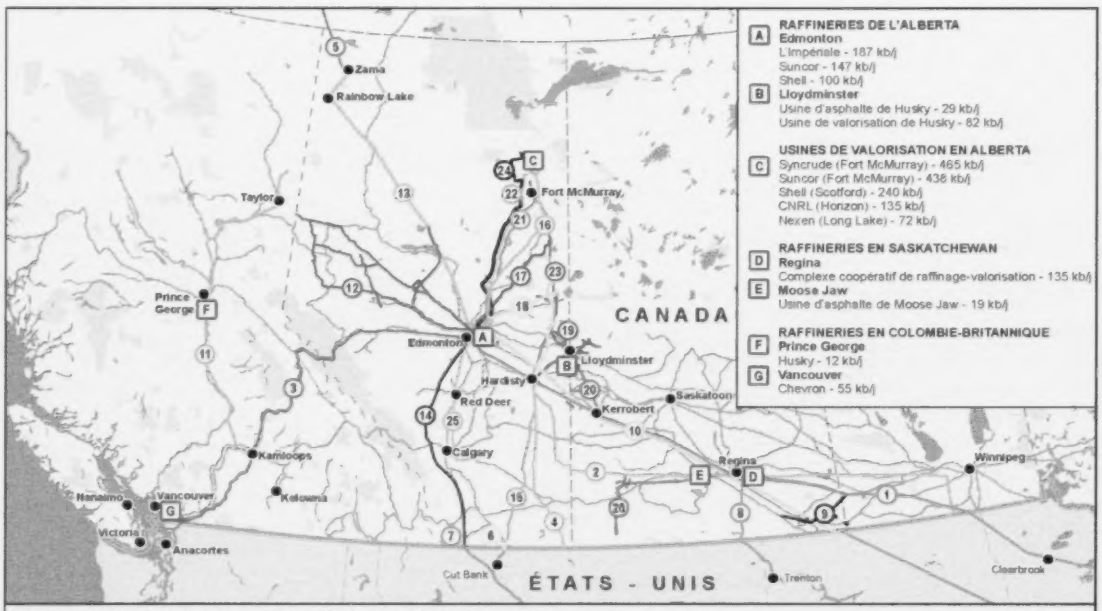
Raffineries par région

Ouest canadien

La majorité des raffineries de l'Ouest canadien sont la propriété de sociétés intégrées verticalement, lesquelles produisent et raffinent du pétrole brut et en commercialisent les produits. Ces raffineries ont accès au pétrole brut produit dans la région. Par conséquent, elles répondent à tous leurs besoins en charge d'alimentation avec l'approvisionnement intérieur. Comme le montre la figure 11, les raffineries de l'Ouest canadien sont bien reliées aux lieux de production par des réseaux pipeliniers. Ces raffineries s'approvisionnent en pétrole brut de leur région pour des raisons de proximité. Elles sont avantagées par rapport aux autres raffineries canadiennes, car leurs coûts de traitement sont plus bas. Si elles sont en mesure de le faire, les sociétés intégrées raffinent leur propre production.

FIGURE 11

Raffineries et principaux réseaux de transport du pétrole dans l'Ouest canadien



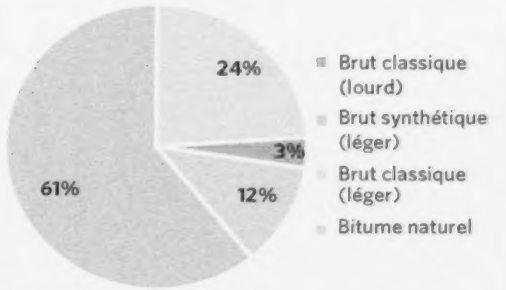
Les raffineries de l'Alberta et de la Colombie-Britannique traitent davantage de brut issu des sables bitumineux, de brut synthétique et de bitume que les autres raffineries canadiennes (figure 12). Les raffineries de la Colombie-Britannique s'approvisionnent en pétrole brut de la province ainsi que de l'Alberta, grâce au pipeline de Trans Mountain.

L'Ouest canadien est relié à des pipelines transportant des produits raffinés. En Alberta, ces produits sont acheminés depuis Edmonton jusqu'au sud de la province par l'Alberta Products Pipe Line. Ils sont transportés en Colombie-Britannique par le pipeline de Trans Mountain, et en Saskatchewan, au Manitoba et dans le Nord-Ouest de l'Ontario par la canalisation principale d'Enbridge.

Cependant, l'Alberta a un accès limité aux importations de produits pétroliers raffinés. Dans l'ensemble, les provinces des Prairies ont de la difficulté à répondre à la demande de produits pétroliers raffinés lorsqu'il survient une perturbation, parce qu'elles n'ont pas la capacité d'importer de gros volumes d'autres régions, que ce soit par pipeline ou autrement.

FIGURE 12

Approvisionnement des raffineries de l'Alberta et de la Colombie-Britannique par types de brut[8]



Source :
CANSIM 126-0003

Canada central et atlantique

Auparavant, le Canada atlantique et le Québec n'étaient pas bien reliés aux lieux de production intérieure de pétrole brut. Jusqu'à récemment, les raffineries qui s'y trouvent importaient les volumes requis pour satisfaire à leurs besoins. Grâce à l'inversion de la canalisation 9 et à une capacité de transport ferroviaire accrue, les raffineries québécoises traitent maintenant une partie de la production de l'Ouest canadien et sont moins exposées aux fluctuations du marché mondial.

Les raffineries de Terre-Neuve-et-Labrador et du Nouveau-Brunswick dépendent toujours presque entièrement des importations, mais traitent parfois des volumes produits au large des côtes de l'Est canadien. Lorsqu'il est profitable de le faire, la raffinerie d'Irving située au Nouveau-Brunswick s'approvisionne en pétrole brut de l'Ouest canadien et des États-Unis, qu'elle fait venir par train. Puisque les raffineries de Terre-Neuve-et-Labrador et du Nouveau-Brunswick importent leur pétrole brut, elles sont davantage exposées aux fluctuations du marché mondial.

Ontario

Les raffineries de l'Ontario traitent du pétrole brut produit dans l'Ouest canadien et importé. Près de 60 % des volumes raffinés se composent de pétrole brut léger (figure 14). Les coûts de raffinage sont parfois plus élevés en Ontario, une situation attribuable à la proportion accrue de pétrole brut léger utilisé ainsi qu'aux coûts de transport additionnels occasionnés par la distance séparant Sarnia des grandes zones productrices.

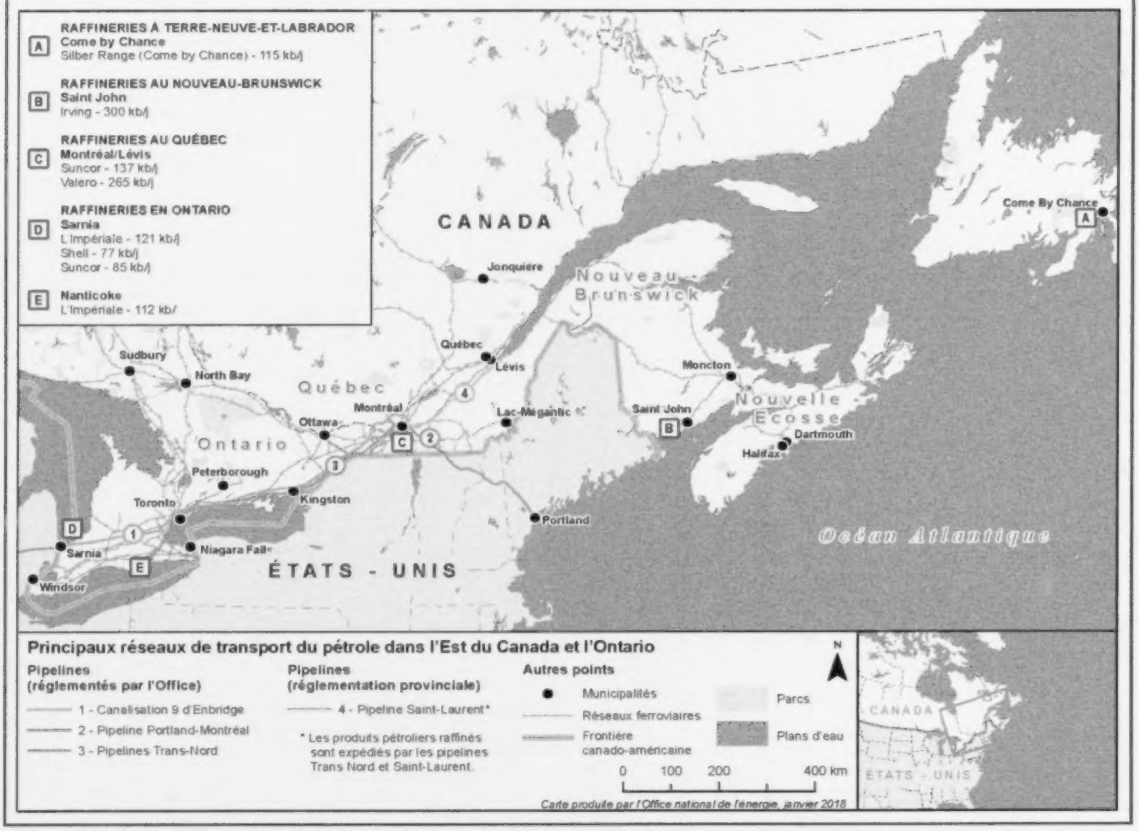
Depuis qu'on a rétabli le sens d'écoulement initial dans la canalisation 9, c'est-à-dire vers l'est, l'Ontario s'approvisionne davantage en pétrole brut des États-Unis (figure 15).

Les produits pétroliers raffinés de l'Ontario sont écoulés dans les marchés intérieurs régionaux. Ces produits sont transportés dans la province par trois pipelines : le pipeline de Trans-Nord, le pipeline de Sarnia Products et le pipeline de Sun Canadian. Le pipeline de Trans-Nord les achemine du Québec vers l'Est de l'Ontario et Toronto, et le pipeline de Sarnia Products et celui de Sun Canadian les mènent de Sarnia à Toronto. L'Ontario se fait également livrer des produits pétroliers raffinés du Québec et des États-Unis par train, camion et navire.

8 Par respect des règles de confidentialité, la Saskatchewan n'est pas incluse. Moyenne cumulative en juillet 2017.

FIGURE 13

Raffineries et principaux réseaux de transport du pétrole dans l'Est canadien et l'Ontario



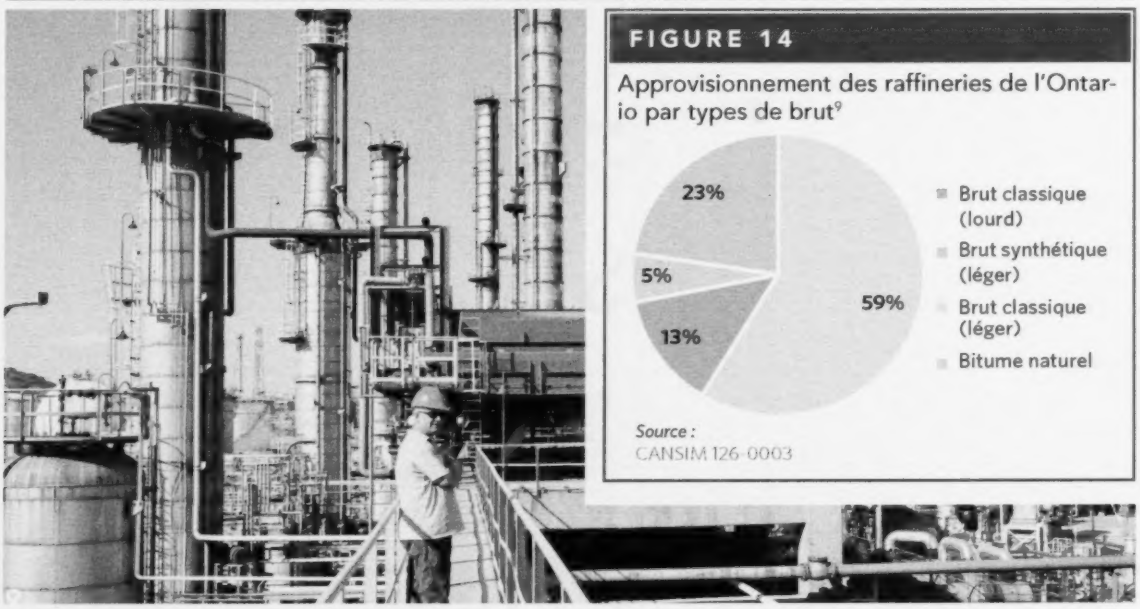


FIGURE 14

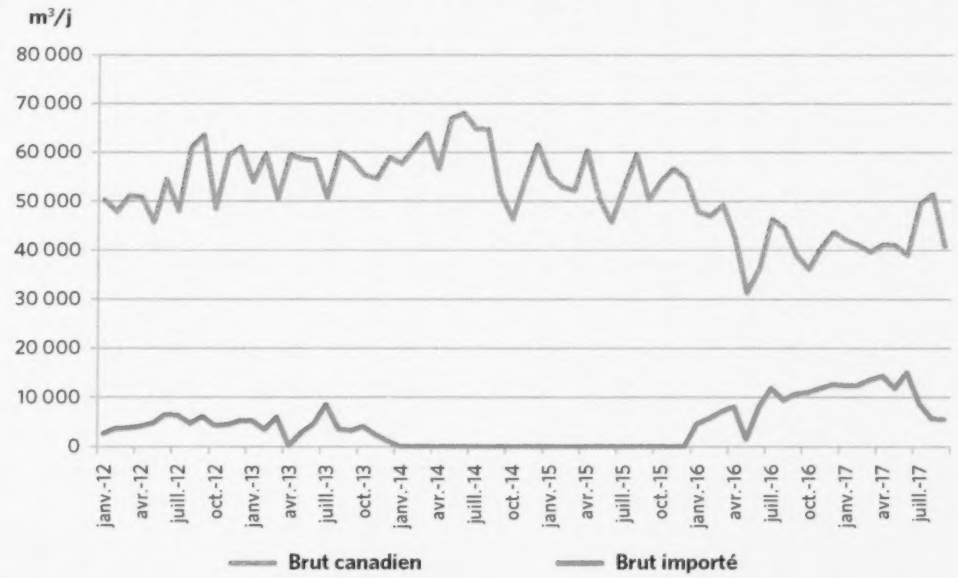
Approvisionnement des raffineries de l'Ontario par types de brut[9]

Source :
CANSIM 126-0003

9 Cumulatif en octobre 2017.

FIGURE 15

Pétrole brut de l'Ouest canadien et pétrole brut importé utilisés par les raffineries de l'Ontario



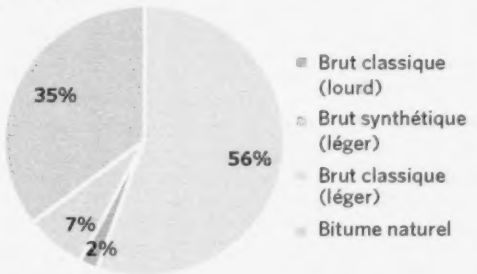
Source :
CANSIM 134-0001

Québec et Canada atlantique

Grâce à leur accès aux eaux sujettes aux marées, les raffineries du Québec et du Canada atlantique peuvent s'approvisionner en pétrole brut de sources plus diverses que les raffineries de l'Ontario et de l'Ouest canadien. Cet emplacement leur donne en outre accès à des marchés vers lesquels elles peuvent exporter leurs produits pétroliers raffinés. En 2013, l'Office a approuvé l'inversion et le prolongement de la canalisation 9B, de North Westover, en Ontario, à Montréal, au Québec, de sorte que le pétrole brut puisse être acheminé d'ouest en est jusqu'à Montréal. Ce projet permettait ainsi de relier par pipeline les raffineries québécoises et les sources de pétrole brut de l'Ouest canadien et des États-Unis, de même que de rétablir le sens d'écoulement initial dans la canalisation 9.

FIGURE 16

Approvisionnement des raffineries du Québec par types de brut[10]



Source :
CANSIM 126-0003

Les raffineries québécoises traitent principalement du pétrole brut léger et moyen ainsi que de petits volumes de brut synthétique et de bitume (figure 16).

Le Pipeline Saint-Laurent relie la raffinerie Jean-Gaulin de Valero, située à Lévis, près de Québec, au terminal de Montréal-Est. Ce pipeline achemine vers la grande région de Montréal d'importants volumes de produits pétroliers raffinés : essence, diesel, mazout de chauffage et carburéacteur. De plus, le pipeline de Trans-Nord transporte des produits pétroliers raffinés du Québec vers l'Ontario.

Les raffineries du Canada atlantique dépendent presque exclusivement du pétrole brut qu'elles importent de différents pays et complètent avec de petits volumes produits sur la côte Est (figure 17).

Plus importante raffinerie au Canada, la raffinerie Irving à Saint John, au Nouveau-Brunswick, exporte des volumes considérables de produits pétroliers raffinés aux États-Unis. Cette raffinerie est unique, car elle est une société familiale qui ne produit aucun pétrole brut et se concentre sur le raffinage et la commercialisation de produits.

10 Par respect des règles de confidentialité, seules les données du Québec sont fournies.

Importations de pétrole brut dans le centre et l'Est du Canada

L'Est canadien importe de grands volumes de pétrole brut pour satisfaire à ses besoins en raffinage. Chaque province (Terre-Neuve-et-Labrador, Nouveau-Brunswick, Québec et Ontario) traite divers bruts. Par ailleurs, certaines importent leur matière première de plusieurs pays.

En 2017, Terre-Neuve-et-Labrador a importé près de 60 % de son pétrole brut des États-Unis, une proportion moindre qu'en 2015, où elle y avait tiré presque toutes ses importations. La province importe également du pétrole brut du Royaume-Uni et de l'Angola.

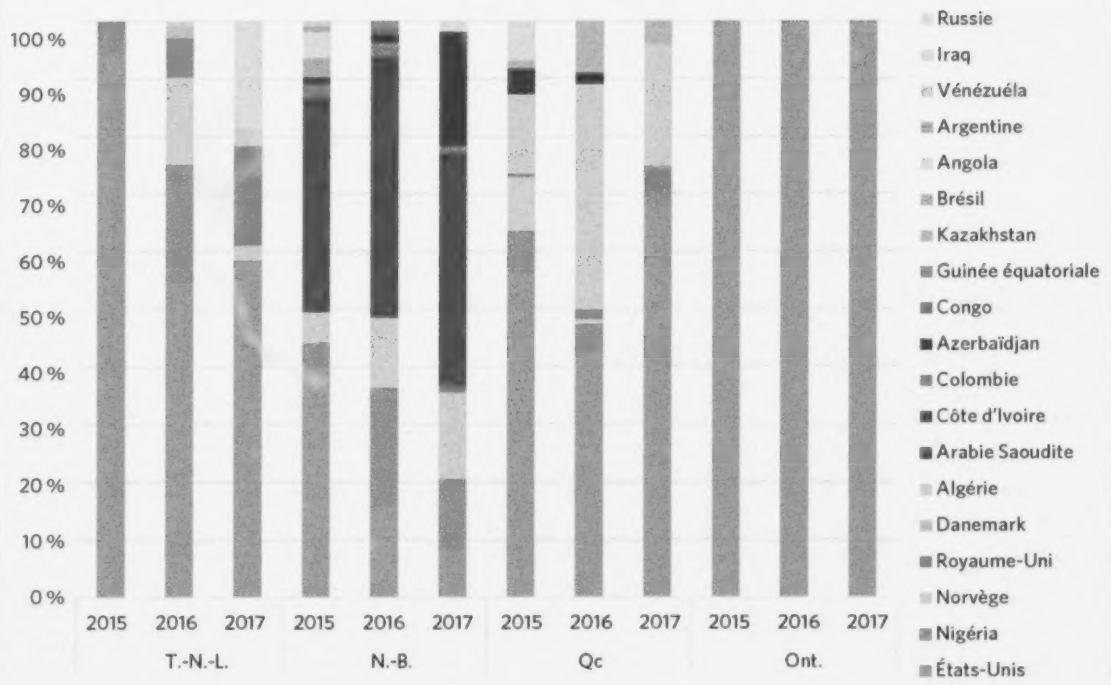
Le Nouveau-Brunswick est la province qui s'approvisionne auprès du plus grand nombre de sources. En 2017[11], l'Arabie saoudite lui a fourni près de 40 % de ses importations de pétrole brut, suivie de l'Azerbaïdjan, du Royaume-Uni, des États-Unis et du Nigeria.

Le Québec reçoit plus de 60 % de son pétrole brut importé des États-Unis. De plus petits volumes proviennent de l'Algérie. Notons que les importations américaines ont augmenté depuis l'inversion de la canalisation 9B.

L'Ontario reçoit tout son pétrole brut importé des États-Unis, principalement du Texas, du Dakota du Nord et de l'Indiana.

FIGURE 17

Importations de pétrole brut dans le centre et l'Est du Canada[12]



Source :
Base de données sur le commerce international canadien de marchandises

11 Cumulatif en octobre 2017.
12 Cumulatif en octobre 2017.